

## Mục lục

MỤC LỤC . . . . .	
DANH SÁCH HÌNH VẼ . . . . .	
DANH SÁCH BẢNG BIỂU . . . . .	
DANH MỤC KÝ HIỆU VÀ VIẾT TẮT . . . . .	

## CHƯƠNG 1    CƠ SỞ LÝ THUYẾT 1

1.1   Các đặc tính dự báo . . . . .	1
1.2   Phương pháp dự báo bằng mạng neuron nhân tạo . . . . .	1
1.3   Các phương pháp khai thác nhân tạo . . . . .	1
1.3.1   Bơm điện li tâm chìm . . . . .	2
1.3.1.1   Ứng dụng . . . . .	2
1.3.1.2   Ưu điểm và hạn chế . . . . .	3
1.3.2   Gas lift . . . . .	3
1.3.2.1   Ứng dụng . . . . .	5
1.3.2.2   Ưu điểm và hạn chế . . . . .	6
1.3.3   Một số phương pháp khác . . . . .	7
1.4   Đường cong đặc tính gas lift . . . . .	8
1.4.1   Đường cong đặc tính và bài toán tối ưu . . . . .	9

1.4.2	Mô hình hình toán học . . . . .	10
1.5	Giải thuật di truyền . . . . .	12
1.5.1	Nguyên lý giải thuật . . . . .	12
1.5.2	Bài toán tối ưu . . . . .	12
1.6	Thuật toán . . . . .	12

## **Danh sách hình vẽ**

1.1	Lưu lượng khai thác tối đa theo độ sâu . . . . .	2
1.2	Hệ thống bơm ép gas lift (bề mặt) . . . . .	4
1.3	Sơ đồ giếng khai thác với gas lift . . . . .	5
1.4	Đường đặc tính gas lift . . . . .	9

**Danh sách bảng**

## Danh mục ký hiệu và viết tắt

$\bar{\rho}$      Tỷ trọng hỗn hợp

$f$      Hệ số ma sát

$P_r$      Áp suất vỉa

$P_{wf}$      Áp suất dòng vào tại đáy giếng

$q_g$      Lưu lượng khí bơm ép (MSCF/d)

$q_l$      Lưu lượng khai thác (lỏng) (STB/d)

$q_o$      Lưu lượng dầu (STB/d)

$Q_{gav}$      Tổng lượng khí có sẵn

$u_m$      Vận tốc hỗn hợp (ft/s)

D     Đường kính tubing (in)

ESP     Electrical Submersible Pump

GLPC     Gas Lift Performance Curve

J     Chỉ số năng suất (STB/d/psi)

P     Áp suất

WC     Hàm lượng nước

WOR     Tỷ số nước dầu

z     Chiều sâu giếng khoan

# CHƯƠNG 1. CƠ SỞ LÝ THUYẾT

## 1.1. Các đặc tính dự báo

## 1.2. Phương pháp dự báo bằng mạng neuron nhân tạo

## 1.3. Các phương pháp khai thác nhân tạo

Thông thường, trong giai đoạn đầu của một giếng khai thác dòng lưu chất từ vỉa sẽ khai thác nhờ áp suất vỉa (nếu áp suất vỉa lớn hơn tổng áp suất mất mát của hệ thống khai thác), giai đoạn này được gọi là khai thác tự phun. Nếu như áp suất vỉa không còn đủ lớn để có thể thắng được áp suất mất mát, dòng chảy trong giếng sẽ “chết” và giếng không thể tiếp tục khai thác tự phun được nữa. Hai nguyên nhân chính dẫn đến dòng trong giếng bắt đầu “chết” chính là:

- Áp suất dòng vào ở đáy giếng giảm xuống thấp hơn tổng áp suất mất mát của giếng,
- Tổng áp suất mất mát của giếng lớn hơn áp suất đáy giếng nhỏ nhất để có thể đưa được dòng lưu chất lên bề mặt.

Trường hợp đầu tiên xảy ra khi lưu chất được khai thác khỏi vỉa sẽ dẫn tới áp suất của vỉa suy giảm theo thời gian cho tới khi không còn đủ lớn để thắng được áp suất mất mát của hệ thống khai thác. Đối với trường hợp thứ hai, thường do tăng mức độ cản trở dòng chảy trong hệ thống, có hai nguyên nhân dẫn đến điều này:

- Tỷ trọng của dòng lưu chất tăng do lượng khí đồng hành giảm,
- Các vấn đề cơ học như kích thước tubing nhỏ, lắng đọng cặn ...

Khai thác nhân tạo được thực hiện khi dòng chảy trong giếng bắt đầu “chết” hoặc tăng lưu lượng khai thác của giếng. Hai phương pháp phổ biến nhất thường được lựa chọn để thực hiện khai thác nhân tạo là bơm điện li tâm chìm (ESP); một máy bơm sẽ được đặt xuống lòng giếng dưới mực lưu chất trong giếng, bơm tăng áp suất để thắng được tổn thất áp suất trong hệ thống; và bơm ép khí từ bề mặt vào trong tubing khai thác để dòng lưu chất dễ

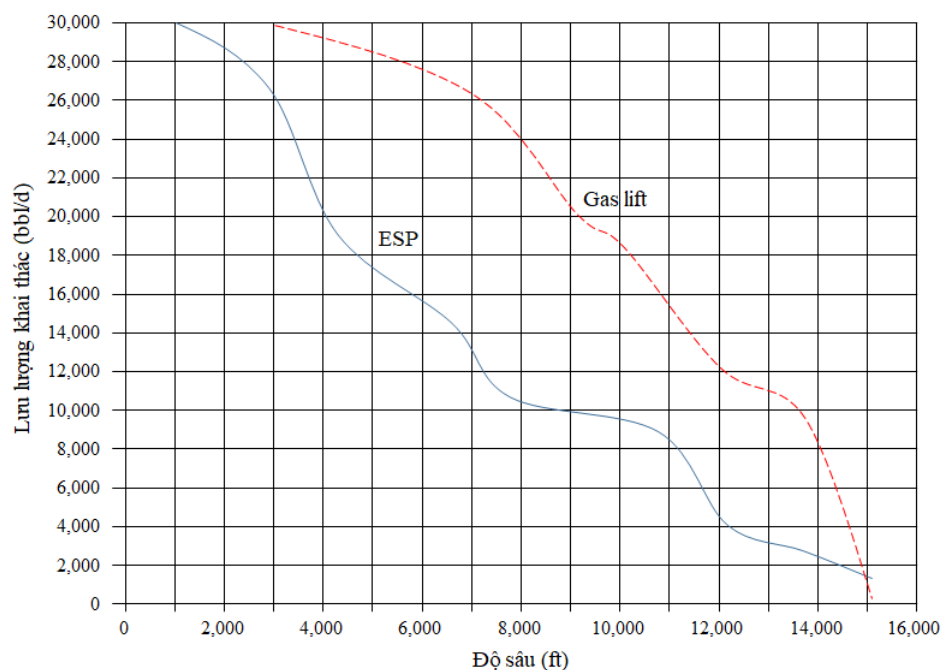
dàng phun lên bề mặt hơn (gas lift). Ngoài ra vẫn còn một số phương pháp khai thác nhân tạo khác nhưng không được sử dụng phổ biến.

### 1.3.1. Bơm điện li tâm chìm

#### 1.3.1.1. Ứng dụng

Được đưa vào ứng dụng trong thực tiễn từ năm 1920 tại mỏ Oklahoma, ESP có thể nâng lưu lượng khai thác thêm tới 1000 thùng trên ngày, gấp khoảng 2 đến 3 lần bơm cần (rod pump).

Ngày nay, bơm điện li tâm chìm thường được ứng dụng trong bơm ép nước (trên bờ), khai thác trên biển hoặc trong những trường hợp có sẵn nguồn điện và khai thác với lưu lượng lớn. ESP có thể được lắp đặt ở độ sâu 1,000 ft đến 10,000 ft đồng thời tăng lưu lượng khai thác thêm từ 200 bbl/d đến 20,000 bbl/d (Hình 1.1). Khả năng độ sâu và lưu lượng có thể sử dụng ESP là 15,000 ft và 30,000 bbl/d.



Hình 1.1. Lưu lượng khai thác tối đa theo độ sâu

#### *1.3.1.2. Ưu điểm và hạn chế*

Một vài ưu điểm của bơm điện li tâm chìm có thể kể đến như sau:

- Thích hợp với khai thác lưu lượng lớn,
- Hiệu suất cao,
- Sử dụng tốt trong giếng khoan định hướng,
- Có thể sử dụng trong điều kiện khu dân cư,
- Thích hợp với hoạt động khai thác trên biển,
- Dễ dàng xử lý ăn mòn và lắng đọng.

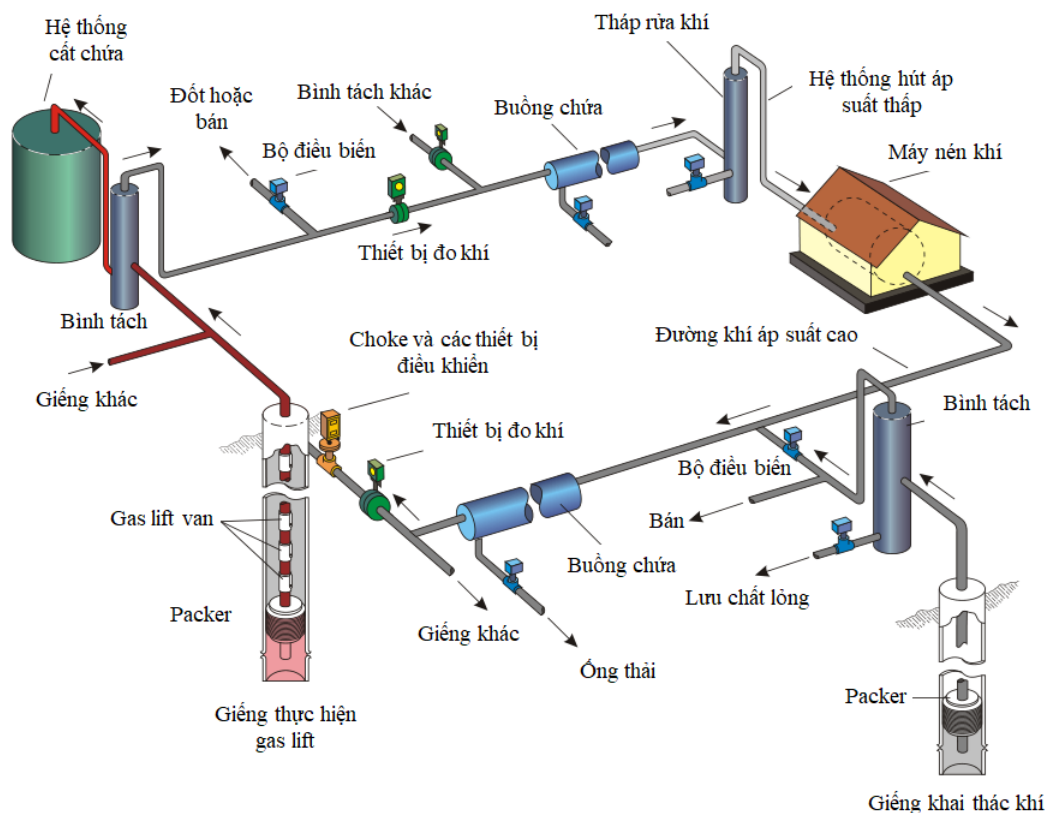
ESP cũng có một vài hạn chế:

- Phụ thuộc vào nguồn cung cấp năng lượng,
- Cần được vận hành trong điều kiện ổn định,
- Dễ bị ảnh hưởng bởi cát hay các vật chất gây ăn mòn,
- Quá trình sửa chữa khó khăn,
- Bị hạn chế trong vùng có nhiệt độ cao,
- Hiệu suất thấp đối với dầu có độ nhớt cao,
- Chi phí lắp đặt cao.

#### *1.3.2. Gas lift*

Gas lift là phương pháp bơm ép khí vào cột lưu chất trong giếng để lưu chất có thể dễ dàng được khai thác hơn. Hệ thống bề mặt cơ bản cho phương pháp gas lift được thể hiện như trong Hình 1.2. Hầu hết khí được sử dụng trong bơm ép là khí tự nhiên có đặc tính trơ, được bơm ép vào trong tubing tại những vị trí đã được thiết kế trước, dựa trên ba nguyên lý chủ yếu: giảm tỉ trọng hỗn hợp lưu chất, năng lượng giãn nở của khí và thay thế vị trí. Từ đó dòng lưu chất tại đáy giếng có thể tiếp tục được đưa lên bề mặt và giếng bắt đầu được khai thác trở lại hoặc nâng cao năng suất khai thác. Có thể chia gas lift thành hai loại là gas lift định kì và gas lift liên tục.





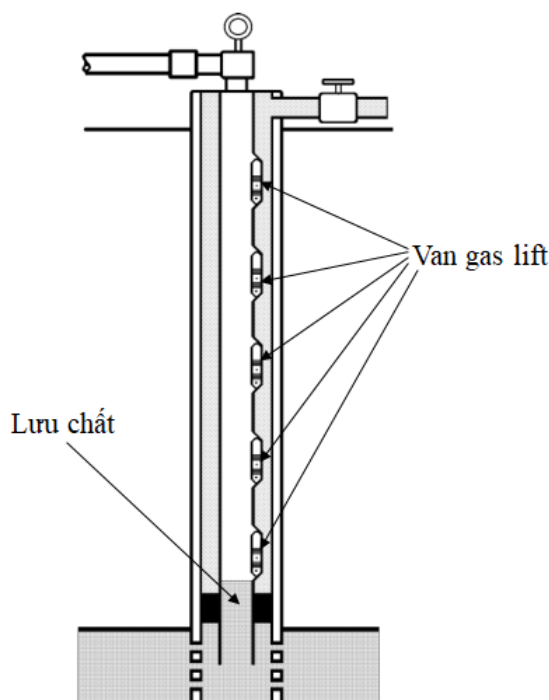
Hình 1.2. Hệ thống bơm ép gas lift (bề mặt)

Đối với gas lift liên tục, dòng khí được bơm liên tục có kiểm soát vào trong tubing trong khi gas lift định kì sẽ thực hiện bơm khí theo chu kì nhất định khi lưu chất trong tubing có xu hướng tích tụ về đáy giếng. Sơ đồ lắp đặt một giếng khai thác sử dụng gas lift như Hình 1.3.

Trong đó, đối với gas lift liên tục van thấp nhất sẽ được mở liên tục để thực hiện bơm ép khí, các van còn lại được vận hành tùy vào mục đích của người vận hành. Đối với gas lift định kì, các van sẽ được mở tùy theo thời gian bơm ép định kì đã lên theo kế hoạch và đóng trong những khoảng thời gian khác. Thông thường trong thời gian bơm ép van số 5 (theo sơ đồ Hình 1.3) sẽ được mở trước tiên, các van khác được vận hành tùy theo mục đích.

Lưu lượng khí bơm ép cho mỗi giếng được phân chia tùy thuộc vào đặc tính của giếng đó. Trong phạm vi của luận án, tác giả sẽ đi vào xây dựng mô hình phân phối lưu lượng

khí cho từng giếng theo cụm giếng chung hệ thống ống góp (manifold). Mô hình sẽ không phân biệt phương pháp gas lift liên tục hay định kỳ, chỉ đưa ra lưu lượng khí bơm ép cho mỗi giếng dưới điều kiện tổng lượng khí bơm ép xác định để đạt được lưu lượng dầu tối đa trong điều kiện bình tách có thể chịu được.



Hình 1.3. Sơ đồ giếng khai thác với gas lift

#### 1.3.2.1. Ứng dụng

Lần đầu tiên gas lift được đưa vào trong khai thác năm 1846 tại Mỹ, tuy nhiên để sử dụng khai thác nước là chủ yếu. Đến năm 1930 gas lift mới thực sự được đưa vào ứng dụng trong ngành công nghiệp dầu khí cùng với sự ra đời của các mẫu van gas lift khác nhau. Vào những năm này gas lift được sử dụng do hai nguyên chính:

- Tăng mạnh lưu lượng khai thác trong khi năng lượng vỉa bắt đầu suy kiệt,
- Đem lại nhiều lợi ích kinh tế khi lượng khí bơm ép sau sử dụng có thể được tách và sử dụng lại, ít bị thất thoát trong quá trình sử dụng.

Trong ngành công nghiệp dầu khí hiện đại, gas lift có những ứng dụng chính như sau:

- Đưa giếng trở lại khai thác sau khi đã kết thúc giai đoạn khai thác tự nhiên,
- Tăng lưu lượng khai thác,
- Loại bỏ thành phần lỏng trong các giếng khai thác khí,
- Xử lý những giếng lắng đọng cát trong giai đoạn bắn mở vỉa,
- Khai thác nước cho quá trình bơm ép nước.

#### 1.3.2.2. Ưu điểm và hạn chế

Gas lift được xem là một trong những phương pháp phổ biến nhất trong các phương pháp khai thác nhân tạo, phù hợp cho những giếng có độ sâu lớn mà những phương pháp khác không thể thực hiện được. Một số ưu điểm chính có thể kể đến như sau:

Gas lift liên tục:

- Tận dụng tối đa lợi ích do nguồn khí đem lại,
- Khai thác lưu lượng lớn,
- Thiết bị phổ biến,
- Sử dụng được cho giếng có nhiều cát,
- Có thể thu hồi van bằng tubing hay dây cáp.

Gas lift định kì:

- Sử dụng được ở điều kiện áp suất dòng vào thấp hơn so với gas lift liên tục,
- Thiết bị phổ biến,
- Có thể thu hồi van bằng tubing hay dây cáp.

Đồng thời gas lift cũng mang một vài hạn chế như:

Gas lift liên tục:

- Cần nguồn cung cấp khí ổn định,
- Không thể triển khai đối với giếng có áp suất quá thấp hoặc có thể nhưng lưu lượng khai thác không khả quan.

Gas lift định kì:

- Không thể cho dòng khai thác lưu lượng lớn,
- Có thể gây ra hiệu ứng vọt xung trên bề mặt (surge),
- Cần nguồn cung cấp khí ổn định.

Ngoài ra, chi phí ban đầu để triển khai thực hiện gas lift khá cao, quá trình bảo trì và vận hành không dễ dàng.

### ***1.3.3. Một số phương pháp khác***

Một số phương pháp khai thác nhân tạo khác có thể kể đến như bơm cần, bơm thủy lực hay bơm trực vút. Tuy nhiên, hiện tại các phương pháp không còn được sử dụng phổ biến như hai phương pháp bơm điện li tâm chìm và gas lift. Ưu, nhược điểm của các phương pháp này có thể được kể đến như sau:

Bơm cần (sucker-rod pump)

Ưu điểm	Hạn chế
<ul style="list-style-type: none"><li>• Hiệu suất khá cao</li><li>• Chi phí thấp</li><li>• Giảm thiểu ăn mòn</li><li>• Linh hoạt</li><li>• Dễ dàng triển khai cứu hộ và bảo trì</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Lưu lượng khai thác hạn chế</li></ul>

### Bơm trục vít (progressive cavity pump)

Ưu điểm	Hạn chế
<ul style="list-style-type: none"><li>• Hiệu suất khá cao</li><li>• Chi phí đầu tư và bảo trì thấp</li><li>• Ít tiêu tốn năng lượng</li><li>• Có khả năng bơm dầu nặng</li><li>• Dễ dàng triển khai lắp đặt</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bị giới hạn bởi độ sâu giếng</li></ul>

### Bơm thủy lực (subsurface hydraulic pump)

Ưu điểm	Hạn chế
<ul style="list-style-type: none"><li>• Linh hoạt trong khai thác đa tầng</li><li>• Có thể cho lưu lượng khai thác lớn</li><li>• Tần suất bảo trì thấp</li><li>• Độ sâu khai thác lớn (bơm piston)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Chi phí đầu tư ban đầu cao</li><li>• Vận hành phức tạp</li><li>• Hiệu quả kinh tế cao chỉ khi khai thác đa tầng, đa giếng</li><li>• Quá trình bảo trì khó khăn</li></ul>

#### 1.4. Đường cong đặc tính gas lift

Mục tiếp chính khi sử dụng phương pháp gas lift chính là thu được lưu lượng dầu tối đa với lưu lượng gas lift tối ưu nhất. Mối quan hệ giữa hai đại lượng này được thể hiện thông qua đường cong đặc tính gas lift hay Gas Lift Performance Curve (GLPC). Lưu lượng khí bơm ép tối ưu rất quan trọng, bơm dư hoặc thiếu khí đều làm giảm lưu lượng khai thác đồng thời tăng chi phí bơm ép. Mô hình phân phối lưu lượng khí sẽ được xây dựng dựa trên các tính chất của GLPC cho một giếng khai thác. Dòng chảy trong vỉa được giải sử chỉ bao gồm một pha lỏng, trong tubing sẽ là hai pha lỏng - khí, các điều kiện vật lý để tồn tại GLPC là duy nhất.

#### 1.4.1. Đường cong đặc tính và bài toán tối ưu

Đối với một giếng khai thác bắt đầu thực hiện gas lift, sản phẩm khai thác sẽ bao gồm các lưu chất vỉa (dầu, nước) và khí được bơm ép vào trong tubing. Khi đó lưu lượng khai thác có thể được biểu diễn bằng một hàm phụ thuộc vào lưu lượng khí bơm ép:

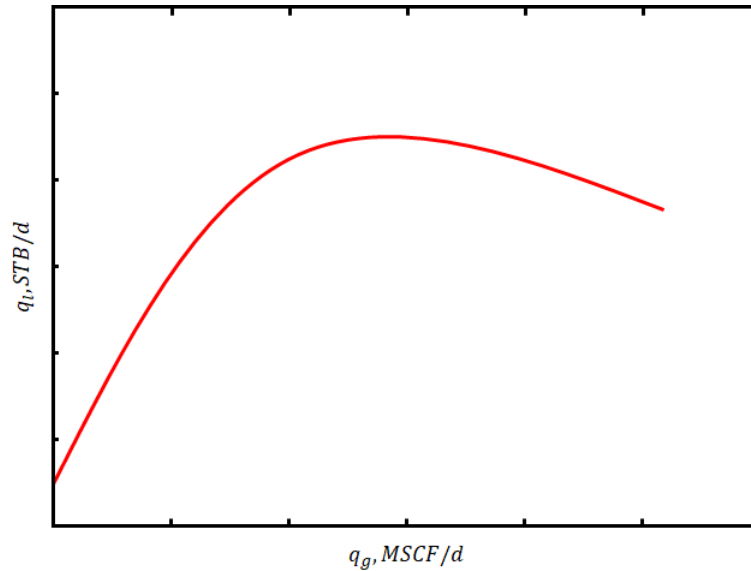
$$q_l = \varphi(q_g) \quad (1.1)$$

Với:

$q_g$  là lưu lượng khí bơm ép

$q_l$  là lưu lượng khai thác.

Nếu hàm số  $\varphi(q_g)$  tồn tại, đồ thị biểu diễn đường cong hàm số 1.1 chính là đường đặc tính gas lift (Hình 1.4). Để 1.1 tồn tại  $q_g$  phải thỏa mãn điều kiện  $0 \leq q_g \leq Q_{gav}$  với  $Q_{gav}$  là tổng lượng khí có sẵn.



Hình 1.4. Đường đặc tính gas lift

Sử dụng các đặc tính khai thác của mỗi giếng lưu lượng dầu được tính thông qua phương trình:

$$q_o = (1 - WC) \times q_l \quad (1.2)$$

Với:

WC là hàm lượng nước trong lưu chất khai thác

$q_o$  là lưu lượng dầu.

Từ các phương trình 1.1 và 1.2 được:

$$q_o = (1 - WC) \times \varphi(q_g) \quad (1.3)$$

Quá trình tối đa hóa lưu lượng dầu sẽ xoay quanh việc tìm giá trị lớn nhất của phương trình 1.3:

$$\text{Max} \sum_{k=1}^N q_o = \text{Max} \sum_{k=1}^N (1 - WC) \times \varphi(q_g) \quad (1.4)$$

Với N là tổng số giếng trong cụm giếng và k là giếng khai thác.

#### 1.4.2. Mô hình hình toán học

Để có thể thực hiện xây dựng mô hình phân phối tối ưu cần đưa bài toán tối ưu như đã nêu ở mục 1.4.1 trở về dưới dạng tối ưu bằng mô hình toán học. Bắt đầu với phương trình biểu diễn chỉ số năng suất khai thác được suy ra từ định luật Darcy:

$$J = \frac{q_l}{P_r - P_{wf}} \quad (1.5)$$

Với:

J là chỉ số năng suất

$P_r$  là áp suất vỉa

$P_{wf}$  là áp suất dòng vào tại đáy giếng.

Bằng cách giả sử lưu chất vỉa chỉ tồn tại một pha lỏng (dầu và nước), ta có được:

$$q_l = (1 + WOR) \times q_o = \frac{q_o}{1 - WC} \quad (1.6)$$

Với WOR là tỉ số nước - dầu.

Phương trình dòng chảy cho lưu chất hai pha trong tubing được biểu diễn từ *phương trình cân bằng năng lượng*:

$$\frac{dP}{dz} = \frac{g}{g_c} \bar{\rho} \sin(\theta) + \frac{f \bar{\rho} u_m^2}{2 g_c D} + \frac{\bar{\rho}}{2 g_c} \frac{D}{dz} u_m^2 \quad (1.7)$$

Với điều kiện ban đầu:

$$P(0) = P_{wh} \quad (1.8)$$

Trong đó:

P: Áp suất mất mát (psi)

z: Chiều sâu giếng khoan (ft)

g: Gia tốc trọng trường (ft/s<sup>2</sup>)

$g_c$ : Hệ số chuyển đổi

$\bar{\rho}$ : Tỷ trọng hỗn hợp

D: Đường kính tubing (in)

f: Hệ số ma sát

$u_m$ : Vận tốc hỗn hợp (ft/s).

Các thành phần  $\frac{g}{g_c}\bar{\rho}\sin(\theta)$ ,  $\frac{f\bar{\rho}u_m^2}{2g_cD}$  và  $\frac{\bar{\rho}}{2g_c}\frac{d}{dz}u_m^2$  trong phương trình 1.7 tương ứng là tổn hao áp suất do thế năng, ma sát và động năng. Đối với giếng thẳng đứng  $\sin(\theta) = 1$  do đó thành phần thế năng trở thành  $\frac{g}{g_c}\bar{\rho}$ , thành phần động năng tương đối nhỏ có thể bỏ qua.  $\bar{\rho}$  được miêu tả bằng phương trình:

$$\bar{\rho} = H_g\rho_g + (1 - H_g)\rho_l \quad (1.9)$$

Tỷ trọng của khí  $\rho_g$  phụ thuộc áp suất P theo công thức:

$$\rho_g = 28.97 \frac{\gamma_g P}{ZRT} \quad (1.10)$$

Với:

Z: Hệ số lệch khí

R: Hằng số khí phổ

T: Nhiệt độ trung bình trong tubing.

Tỷ số thể tích khí trong hỗn hợp  $H_g$  được tính theo mô hình Zuber-Findlay:

$$H_g = \frac{u_{sg}}{C_o u_m + U_d} \quad (1.11)$$



Với:

$u_{sg}$ : Tốc độ trượt của khí

$C_o$ : Hệ số phân tán

$U_d$ : Tốc độ trôi.

Tốc độ của hỗn hợp lưu chất được tính toán từ tốc độ trượt của pha khí và pha lỏng theo các công thức:

$$u_m = u_{sl} + u_{sg} \quad (1.12)$$

$$u_{sl} = \frac{q_l}{A}, \quad u_{sg} = \frac{ZP_{sc}T}{T_{sc}P} \frac{q_g}{A}, \quad A = \pi \frac{D^2}{4} \quad (1.13)$$

Với:

$u_{sl}$ : Tốc độ trượt của pha lỏng (ft/s<sup>2</sup>)

$u_{sg}$ : Tốc độ trượt của pha khí (ft/s<sup>2</sup>)

A: Tiết diện của tubing.

## **1.5. Giải thuật di truyền**

### **1.5.1. Nguyên lý giải thuật**

### **1.5.2. Bài toán tối ưu**

## **1.6. Thuật toán**